

толщи. Для отложений викуловской свиты характерна значительная латеральная и вертикальная изменчивость фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, которая определяется как минеральным составом скелета и цемента, так и особенностями структуры порового пространства, а именно все песчано-алевритовые породы распределительных каналов относятся к коллекторам, штормовые отложения представлены как коллекторами, так и неколлекторами [3].

При этом геологическое строение и представление модели формирования залежей нижней части разреза, связанной с корой выветривания и палеозоем, определено не однозначно, как их границы по латерали, так и по вертикали (зачастую принят «условный ВНК»). Залежи (КВ+Pz) представляют трещиноватый, трещинно-поровый резервуар, разведка, картирование и разработка которого требует нестандартного подхода при его моделировании.

Отмечается значение новейшей тектонической активности, когда происходит обновление древних и появление новых тектонических нарушений, проникающих в юрские и неокотские отложения. Сегодня очевидно, что почти все известные скопления углеводородов в фундаменте расположены вблизи крупных разломов и связаны с зонами трещиноватости [2].

Промышленные скопления нефти и газа приурочены к многократно активизировавшейся системе дизъюнктивных нарушений, заложенной на ранних этапах консолидации фундамента. Решающая роль при этом принадлежит современной активности. Участки улучшенных коллекторов связаны с областями максимальной трещиноватости в районе действия молодых или обновленных разломов, по которым поднимаются глубинные гидротермальные растворы, способствующие образованию зон разуплотнения. Наличие пород-покрышек, коллекторов и разрывных нарушений в совокупности с геодинамической активностью являются благоприятным условием формирования залежей нефти и газа [2]. Глубинные разломы служат путями вертикальной миграции газообразных агрегатов и гидротермальных растворов из магмы к кровле фундамента и далее в осадочный чехол с формированием многопластовых месторождений УВ.

По всей вероятности, многопластовость месторождений западной части ХМАО-Югры связана с активной геодинамикой, включая выявленные процессы вулканизма триасового возраста. Открытие месторождений-спутников вблизи уже известных крупных месторождений, позволяет оценить высокую перспективу этого района с точки зрения открытий малоразмерных в плане, но высокопродуктивных залежей с широким диапазоном нефтегазоносности – от доюрских до нижнемеловых отложений.

#### Литература

1. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Э.А. Ахпателов, В.А. Волков, В.Н. Гончарова, В.Г. Елисеев, В.И. Карасев, А.Г. Мухер, Г.П. Мясникова, Е.А. Тепляков, Ф.З. Хафизов, А.В. Шпильман, В.М. Южакова. – Екатеринбург: Изд-во «ИздатНаукаСервис», 2004. – 148 с.
2. Гилязова С.М., Сиднев А.В. О влиянии тектоники на формирование Рогожниковского месторождения // Фундаментальные исследования, 2009. – № 10. – С. 47 – 49.  
Федорцов И.В., Костенев К.А. Условия формирования и свойства коллекторов викуловской свиты Рогожниковско-Ляминской зоны [Электронный ресурс]. Режим доступа: [http://www.ifz.ru/fileadmin/user\\_upload/petromodel\\_site/docs/2013/Theses\\_2013/20\\_1\\_04\\_kostenevich\\_annotation/pdf](http://www.ifz.ru/fileadmin/user_upload/petromodel_site/docs/2013/Theses_2013/20_1_04_kostenevich_annotation/pdf).

### ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРЕЛЯЦИОННЫХ СВЯЗЕЙ НЕФТЬ-НЕФТЕМАТЕРИНСКАЯ ПОРОДА АРЧИНСКОЙ ПЛОЩАДИ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСА ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Д.Ю. Чиркова

Научный руководитель доцент Н.А. Краснаярова

Институт химии нефти СО РАН, г. Томск, Россия

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

В пределах Нюрольской впадины в палеозое обнаружены месторождения нефти и газа на множестве площадей. Стратиграфическая привязка горизонта, в котором расположена ловушка нефти или газа, однозначно не говорит о возрасте флюида. Нефть и газ могли мигрировать из выше или ниже лежащих отложений. Обнаружение нефтематеринской породы могло бы пролить свет на генезис нефти и открыть перспективы на поиски новых месторождений. Но на сегодняшний день не существует однозначного заключения относительно возраста нефти, обнаруженной в палеозойских ловушках.

Для установления источника флюида и его характеристик велись исследования еще с начала 60-х годов прошлого века [6, 8, 11], но к однозначным результатам они так и не привели. Основываясь на данных о молекулярном составе рассеянного вещества пород разреза нижней юры-палеозоя Арчинской площади и нефтей, залегающих в ловушках девона, нами была предпринята попытка установления материнского источника палеозойских нефтей на территории Нюрольской впадины.

Детальная корреляция нефть-нефтематеринская порода снабжает важной информацией о происхождении и возможных путях миграции нефти, способствует разведке их залежей [4]. Для проведения корреляции нефть-нефтематеринская порода мы соотнесли нефти, отобранные из отложений палеозоя (девон, интервал 3106-3171 м, скважины 45, 50, 56 Арчинского месторождения), с ранее изученным составом рассеянного органического вещества (РОВ) пород раннеюрского (тогурская свита – tg) и среднедевонского [9] возраста (интервал глубин 3118-3248 м, скважина 54 Арчинская площадь) [10].

Было оценено 22 биомаркерных показателя, характеризующих состав алифатических и ароматических углеводородов (УВ). Вместе с общепринятыми показателями, используемыми для корреляции, были введены

новые параметры состава ароматических углеводородов (УВ). Использование такого широкого комплекса геохимических показателей позволяет повысить достоверность полученных результатов, расширить представления о внутренних взаимосвязях структурных составляющих сложных природных объектов.

Предложенные нами новые показатели основаны на составе моно-, би-, триароматических УВ. Для биароматических УВ использован показатель отношения общего содержания нафталинов к диметил-замещенным гомологам (Нафт./Нафт.(C<sub>2</sub>)), для триароматических – отношение содержания всех гомологов фенантрена к диметил-замещенным структурам фенантрена (Фенантр./Фенантр.(C<sub>2</sub>)). Для полиароматических структур рассчитано соотношение диметил-замещенных гомологов флуорена, пирена к общему их количеству (Фл.(C<sub>2</sub>)/(Фл+Пир)), диметил-замещенных гомологов бензоантрацена, хризена ((Бан+Хр)(C<sub>2</sub>)/(Бан+Хр)), а также для дибензотиофена (ДБТ(C<sub>2</sub>)/ДБТ). Кроме того, мы использовали отношение моноароматических УВ: отношения содержания ТМАБ к общему количеству алкилбензолов (ТМАБ/АБ) и содержания изомеров МАБ (МАБ(Орто)/МАБ(Мета+пара)). В дополнение ароматическим параметрам введен показатель отношения гомологов сесквитерпанов (дриманов) римуан/изопимаран.

Также были использованы 14 общепринятых биомаркерных параметров, связанных с отношением алифатических УВ. Отношения пристана к фитану (Pr/Ph) и отношение гомогпанов (H<sub>35</sub>/(H<sub>31</sub>-H<sub>35</sub>)), отражающие окислительно-восстановительные условия в процессе седиментогенеза [2, 4]. Отношения гомологов нормальных алканов (C<sub>17</sub>/C<sub>27</sub>), трициклических терпанов (T<sub>24</sub>/T<sub>23</sub> и T<sub>26</sub>/T<sub>25</sub>), гопанов (H<sub>29</sub>/H<sub>30</sub>), отношение гомогпана к гопану (H<sub>31</sub>R/H<sub>30</sub>), отношение перегруппированных стеранов к регулярным (DiaSt(C<sub>27</sub>)/RegSt(C<sub>29</sub>)), соотношения гомологов изостеранов (i-St(C<sub>27</sub>)/i-St(C<sub>29</sub>) и i-St(C<sub>28</sub>)/i-St(C<sub>29</sub>)), характеризующие происхождение ОВ [2, 4, 12, 13]. Индекс нечетности (CPI), отношения суммы четных гомологов алканов к нечетным (четн/нечет), тетрациклического терпана к трициклическому (C<sub>24</sub>/T<sub>23</sub>) и трисноргопанов (Ts/Tm), могут использоваться не только для определения зрелости ОВ, но по данным [1, 4, 6], эффективны при проведении корреляции РОВ материнских пород и нефтей.

Для выявления корреляционных связей нефть–нефтематеринская порода использован факторный анализ, широко применяемый для исследования зависимостей несвязанных между собой параметров с целью упрощения их представления [5]. Корреляционные коэффициенты рассчитаны на основе метода анализа главных компонент. Расчеты проводились в программной среде IBM SPSS Statistics 21 при попарном способе исключения объектов, для сохранения максимального числа параметров. Значимые коэффициенты корреляции (больше 0,8), полученные по результатам факторного анализа, свидетельствуют о генетической близости нефтей, отобранных из отложений палеозоя, и кернов среднедевонского возраста. Корреляционная связь между нижнеюрскими отложениями и нефтями палеозоя значительно ниже (меньше 0,645), и составляет в среднем 0,464.

По значимым биомаркерным параметрам построены рисунки, графически иллюстрирующие выявленные генетические группы пород и нефтей (Ошибка! Источник ссылки не найден., А-В).

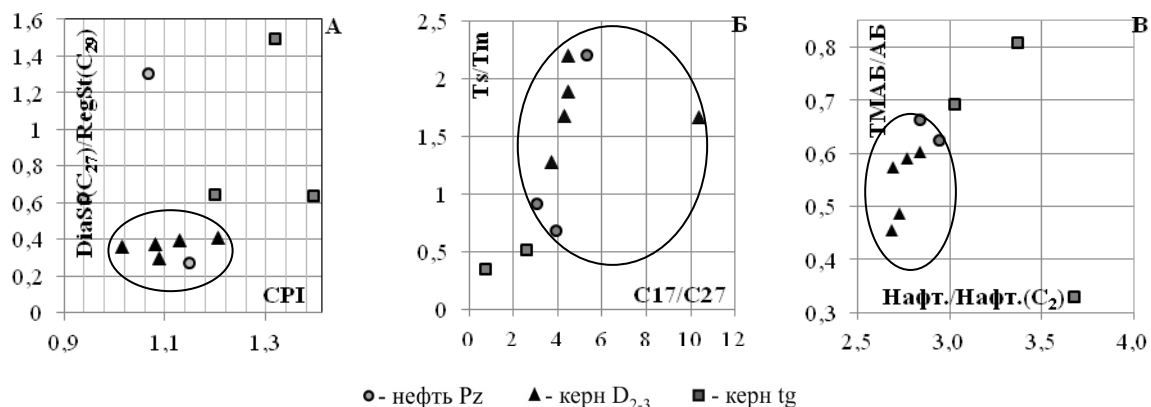


Рис. Графики используемых корреляционных параметров

Отмечено, что нефть, отобранная из отложений палеозоя, и образцы кернов девона, имеющие близкие значения выбранных параметров, попадают в одну область на графиках, в отличие от нижнеюрских.

Ароматические (рис., В), как и алифатические (рис., А и Б) биомаркерные показатели, являющиеся эффективными для оценки различия и близости объектов исследования, дают результаты, позволяющие сделать однозначные выводы.

Таким образом, установлено, что нефть скважины 45 отличается от двух других образцов нефтей по составу УВ, что может быть связано с её миграцией в кору выветривания рифовой постройки из нефтематеринской породы, и также с её дальнейшим преобразованием непосредственно в ловушке. Нефти скважин 50, 56 очень схожи по составу всех групп УВ, являются аллохтонными, что подтверждается их большей степенью термической преобразованности по сравнению с нефтью скважины Арчинская 45.

Проведенное статистическое исследование с целью выявления значимых корреляционных связей нефть–нефтематеринская порода, основанное на данных о составе как алифатических, так и ароматических биомаркеров, свидетельствует о генетической близости нефтей, отобранных из отложений палеозоя, и кернов

среднедевонского возраста. Для нижнеюрских отложений и нефтей палеозоя такие связи являются незначимыми (в среднем 0,46).

#### Литература

1. Dong T., He S., Liu G., Hou Y., Harris N. B. Geochemistry and correlation of crude oils from reservoirs and source rocks in southern Biyang Sag; Nanxiang Basin; China // *Organic Geochemistry*, 2015. – V. 80. – P. 18 – 34.
2. Gonçalves P., da Silva T., Mendonça Filho J., Flores, D. Palynofacies and source rock potential of Jurassic sequences on the Arruda sub-basin (Lusitanian Basin, Portugal) // *Marine and Petroleum Geology*, 2015. – V. 59. – P. 575 – 592.
3. Nazir A., Fazeelat T. Petroleum geochemistry of lower indus basin, pakistan: I. geochemical interpretation and origin of crude oils // *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014. – V. 122. – P. 173 – 179.
4. Peters K.E., Walters C.C. and Moldowan J.M. The Biomarker Guide II. Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History. 2. – Cambridge : Cambridge University Press, 2005. – P. 1156.
5. Бахтин А., Низамутдинов Н.М., Хасанова Н., Нуриева Е. Факторный анализ в геологии: Учебное пособие. – Казань: Казанский государственный университет, 2007. – 32 с.
6. Вышемирский В.С., и др. Органическая геохимия палеозойских отложений юга Западно-Сибирской плиты. – Новосибирск: Наука, 1984. – № 589. – 191 с.
7. Головкин А.К. Нефтяные алкилароматические углеводороды. // Дис. доктор хим. наук. – Томск, 1997. – 352 с.
8. Запывалов Н.П. О генерационном потенциале палеозойских пород Западной Сибири. Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири // Тезисы докладов научного совещания 12-14 окт., 1999. – С. 113 – 118.
9. Исаев Г.Д. Лоны табулят как основа расчленения и корреляции ордовикско-девонских нефтегазоносных отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты // *Нефтегазовая геология. Теория и практика*, 2011. – Т. 6. – № 4. – С. 1 – 12.
10. Краснаярова Н.А., Чиркова Д.Ю. и Серебренникова О.В. Условия осадконакопления и особенности состава рассеянного органического вещества пород нижней юры-палеозоя Арчинской площади (юго-восток Западной Сибири) // *Вестник Томского государственного университета*, 2014. – № 388. – С. 235 – 245.
11. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГ СО РАН, 2011. – 331 с.
12. Хай Ву Ван и Серебренникова О.В. Состав углеводородных битумов северной Хакасии // *Известия Томского политехнического университета*, 2012. – №3. – Т. 321. – С. 161 – 165.
13. Чиркова Д.Ю., Краснаярова Н.А., Серебренникова О.В. и Ву, Ван Хай Особенности состава углеводородов палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири // *Нефтехимия*, 2014. – Т. 54, С. 1 – 8.

### ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ХАНТЫ-МАНСЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА

Е.И. Шмидт

Научный руководитель доцент Г.Ф. Ильина

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Регулирование инвестиционного процесса в России в настоящее время направлено на формирование благоприятной среды, способствующей привлечению и повышению эффективности использования инвестиционных ресурсов, активизации инвестиционной деятельности во всех областях хозяйствования для достижения социально-экономического процветания государства. Определенная финансовая самостоятельность российских регионов в конкуренции за ограниченные инвестиционные ресурсы ставит перед властями субъектов задачи по созданию благоприятной правовой и экономической среды, способствующей осуществлению инвестиционной деятельности. Инвестиционный климат региона – достаточно емкое и сложное, с точки зрения оценки, понятие, содержащее в себе как условия осуществления инвестиционной деятельности, выражаемые в категории инвестиционной привлекательности (или непривлекательности) региона, так и ее объемы (т.е. инвестиционную активность). Наибольший интерес, как со стороны инвесторов, так и стороны региональных и федеральных властей, вызывает состояние инвестиционной привлекательности, именно ей уделяется особое внимание при разработке и реализации стратегии развития региона. Потенциал региона характеризует направления и возможные масштабы осуществления инвестиций, влияет на текущий и перспективный уровень инвестиционной активности.

Таким образом, создание благоприятной инвестиционной среды, способствующей привлечению внешних инвесторов и повышению инвестиционной активности внутренних владельцев капитала (главным образом из негосударственного сектора), в первую очередь зависит от инвестиционного потенциала региона, определяющего объективные возможности развития бизнеса и социально-экономического положения региона.

В общероссийском рейтинге, представленном агентством «Эксперт РА», ХМАО занимает 60 строчку среди всех регионов по уровню инвестиционного климата. Потенциал региона характеризуется средним значением и по итогам 2013 года составляет 1,7 % от общероссийского инвестиционного потенциала (14 место в России) [2]. Составляющие инвестиционного потенциала и рейтинг ХМАО, согласно методологии агентства «Эксперт РА», представлены в таблице 1.

Представленные в таблице данные показывают, что среди частных потенциалов ХМАО входит в десятку лидеров по производственному (4 место), финансовому (7 место) и природно-ресурсному (8 место), обладает преимуществами в трудовом и потребительском потенциале (23 и 19 место соответственно), занимает среднее положение по институциональному (42 место) и инновационному развитию (49 место). Наименее развиты в округе инфраструктура (72 место) и туризм (56 место).